

**PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI  
FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA**

Storia delle revisioni		
Rev.00	17-05-2000	Prima emissione
Rev.01	20-07-2008	Seconda emissione – sostituisce IN.S.T.X.1014 Rev.00

Elaborato	Collaborazioni	Verificato	Approvato
A. Gubernali R. Salvati R. Zaottini		G. Giannuzzi M. Sforna	C. Sabelli

**INDICE**

<b>1. SCOPO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. RIFERIMENTI .....</b>	<b>3</b>
<b>3. SIMBOLOGIA ADOTTATA .....</b>	<b>3</b>
<b>4. DEFINIZIONI.....</b>	<b>4</b>
<b>5. GENERALITÀ.....</b>	<b>7</b>
<b>6. CARATTERISTICHE DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA.....</b>	<b>8</b>
6.1. OBBLIGHI DI FORNITURA .....	8
6.2. REQUISITI FUNZIONALI.....	8
6.3. RISERVA PRIMARIA.....	9
6.4. MODALITÀ DI FORNITURA DEL SERVIZIO IN CONDIZIONI NORMALI DI ESERCIZIO .....	10
6.5. MODALITÀ DI FORNITURA DEL SERVIZIO IN CONDIZIONI DI EMERGENZA .....	11
6.6. GRADO DI STATISMO.....	13
<b>7. REGOLAZIONI DEL MARGINE DI RISERVA .....</b>	<b>14</b>
<b>8. REGOLAZIONE SECONDARIA .....</b>	<b>15</b>
8.1. REQUISITI FUNZIONALI.....	15
8.2. RISERVA SECONDARIA .....	15
8.3. REGOLAZIONE INTEGRALE LOCALE DI FREQUENZA .....	16
<b>9. REGOLATORI AURET E REGOLATORI PER LA RIPARTENZA AUTONOMA.....</b>	<b>17</b>
<b>10. FUNZIONE DI STIMOLAZIONE DELLA PRODUZIONE.....</b>	<b>18</b>
<b>11. REGOLAZIONE TERZIARIA .....</b>	<b>18</b>
<b>12. NON CONFORMITÀ DEI REGOLATORI DI VELOCITÀ.....</b>	<b>18</b>
<b>13. ULTERIORI REGOLAZIONI DI POTENZA E FREQUENZA.....</b>	<b>19</b>
<b>14. ISPEZIONI .....</b>	<b>19</b>
<b>15. AUTO-CERTIFICAZIONE DELLE PRESTAZIONI DEI SISTEMI DI REGOLAZIONE .....</b>	<b>19</b>
<b>16. APPENDICE A: CRITERI OPERATIVI PER LA REGOLAZIONE SECONDARIA.....</b>	<b>23</b>
<b>17. APPENDICE B - VERIFICA PRESTAZIONE MASSIMA DELLE UP PER LA REGOLAZIONE     FREQUENZA-POTENZA .....</b>	<b>24</b>
17.1. PROCEDURA DI PROVA.....	24
17.2. REQUISITI .....	25
17.3. RISULTATI.....	26

## SCOPO

La regolazione primaria della frequenza e la regolazione secondaria frequenza/potenza rientrano tra i *servizi ancillari* o *servizi di sistema* richiesti da TERNA agli impianti di generazione per poter gestire in *sicurezza* il sistema elettrico e per garantire, allo stesso tempo, un adeguato livello di *qualità del servizio* [1].

Per disciplinare la fornitura di questi servizi TERNA ha stabilito delle regole tecniche non discriminatorie che individuano i requisiti tecnici minimi di partecipazione richiesti agli impianti di generazione, utilizzando come riferimento sia le linee guida adottate in ambito internazionale UCTE<sup>1</sup> che le Norme Tecniche CEI 11-32, specifiche per l'argomento trattato.

Per poter individuare con precisione tutte le unità di produzione idonee ad erogare tali servizi, TERNA ha istituito un Registro delle Unità di Produzione (RUP), nel quale devono essere auto certificati tutti i dati caratteristici e di prestazione relativi agli impianti di produzione abilitati a partecipare al Mercato Elettrico con potenza nominale superiore a 10 MVA.

Il presente documento, oltre a descrivere le modalità di partecipazione dei gruppi alla regolazione della frequenza, riporta i requisiti tecnici funzionali minimi richiesti alle unità di produzione per fornire il servizio di regolazione primaria e secondaria di frequenza/potenza.

## 1. RIFERIMENTI

- [1] Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, Aprile 2007
- [2] Policy 1 dell'Operational Handbook dell'UCTE, disponibile nel sito: [www.ucte.org](http://www.ucte.org)
- [3] DRRPX04003 (Allegato 18 del Codice di rete) – Verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche V01
- [4] Allegato A.60 del codice di rete – Dati tecnici delle unità di produzione rilevati valevoli ai fini del Mercato elettrico

## 2. SIMBOLOGIA ADOTTATA

- $f$  Frequenza di rete [Hz]
- $f_n$  Frequenza nominale [Hz]
- $\Delta f$  Errore di frequenza  $f - f_n$  [Hz]
- $P_{\text{eff}}$  Potenza efficiente [MW]

---

<sup>1</sup> UCTE acronimo di Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité, è l'organizzazione responsabile per le raccomandazioni tecniche e di esercizio per i gestori di rete di trasmissione elettrici in Europa.

- $\Delta P_m$  Variazione di potenza meccanica [MW]
- $\Delta P_e$  Variazione di potenza elettrica [MW]
- $\Delta P_s$  Errore della potenza di scambio [MW]
- $K_P$  Energia regolante permanente [MW/Hz]
- $\sigma_P$  Statismo permanente [p.u./p.u.]
- $P_{mt}$  Potenza di minimo tecnico [MW]
- $K_{RS}$  Coefficiente di partecipazione dell'Italia [MW/Hz]
- $K_{RSUCTE}$  Energia regolante della rete interconnessa dell'UCTE [MW/Hz]
- $E_{IT}$  Energia prodotta in una anno dall'Italia [MWh]
- $E_{UCTE}$  Energia prodotta in una anno da tutti i paesi membri dell'UCTE [MWh]
- $P_D$  Banda totale di regolazione secondaria [MW]
- $\varepsilon_r$  Errore di rete [MW]
- L Livello di teleregolazione [p.u./p.u.]

## DEFINIZIONI

Il significato dei termini richiamati in questo documento è riportato nel documento [\[1\]](#). Tuttavia, per maggiore comodità, nel seguito sono elencate le definizioni di maggiore importanza per l'argomento trattato.

Si segnala, che in questo documento sarà indicato con il termine di *Unità di Produzione* (UP) la minima parte di un impianto di generazione idonea, e dotata di tutti i sistemi, per poter erogare energia elettrica nella rete di connessione, indipendentemente dalla tecnologia ed energia primaria utilizzate. Se richiesto per una maggiore comprensione del testo, al termine unità di produzione sarà associato quello di *sezione*, o *modulo*, di *produzione a ciclo combinato*, intendendo con ciò l'insieme funzionale delle singole unità di produzione con tecnologia di turbina a gas e di turbina a vapore. Nel caso di impianti idroelettrici, in cui il Titolare dichiara in RUP l'associazione funzionale di singoli gruppi di produzione, per unità di produzione si intende tale insieme coordinato.

## Condizioni di esercizio del sistema elettrico

Il Codice di Rete [1] distingue le seguenti condizioni di esercizio per i sistemi elettrici nazionali:

- Condizioni normali, o di allarme, in cui la frequenza di rete è sempre contenuta nell'intervallo tra  $\pm 100$  mHz rispetto al valore nominale, con esclusione della Sardegna e della Sicilia, quest'ultima nei casi in cui non è connessa alla rete continentale, dove la frequenza è nell'intervallo 49,5÷50,5 Hz.
- Condizioni di emergenza o di ripristino, in cui la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz.

### Riserva di regolazione di un gruppo

Differenza tra la massima potenza attiva che l'UP può produrre in determinate condizioni ambientali e la potenza attiva effettivamente prodotta in una data condizione di esercizio. A seconda del tipo di regolazione si distingue una riserva di regolazione primaria, secondaria e terziaria.

### Potenza efficiente di un'UP

La potenza efficiente,  $P_{eff}$ , è la potenza attiva massima che l'UP può produrre con continuità, nel caso di impianti termoelettrici, o per un determinato numero di ore, per gli impianti idroelettrici.

Per le turbine a gas, e le sezioni a ciclo combinato, la potenza efficiente è quella riferita alle condizioni ISO (*International Standards Organization*), ovvero:

- temperatura ambiente aria pari a 15 °C/59°F
- pressione 1,013 bar/14,7 psia
- umidità relativa 60%.

### Statismo di un'UP

Rapporto tra la variazione della frequenza,  $\Delta f$ , espressa in per unità della frequenza nominale (50 Hz), e la corrispondente variazione della potenza elettrica,  $\Delta P_e$ , misurata a regime e calcolata in per unità della potenza efficiente del gruppo,  $P_{eff}$ , conseguente all'azione del regolatore di velocità. A transitorio di regolazione esaurito, si definisce il grado di **statismo permanente** come:

$$\sigma_p = -\frac{\frac{\Delta f}{50}}{\frac{\Delta P_e}{P_{eff}}} \times 100$$

### Energia regolante

L'energia regolante [MW/Hz] di un'UP è il rapporto tra la variazione di potenza elettrica erogata dall'UP [MW] e la variazione di frequenza [Hz] che ha causato l'intervento del regolatore:

$$K_R = -\frac{\Delta P_e}{\Delta f} = \frac{1}{\sigma_p} \cdot \frac{P_{eff}}{50}$$

Si definisce l'energia regolante del sistema elettrico la somma dei contributi delle energie regolanti di tutte le UP connesse alla rete elettrica ed in esercizio con potenza non inferiore alla potenza di minimo tecnico dichiarata su RUP.

### Coefficiente di partecipazione

Parametro calcolato in ambito UCTE, pari al prodotto tra l'energia regolante complessiva della rete appartenente all'UCTE e il rapporto tra l'energia prodotta dall'Area di Controllo dell'Italia, in un anno, e l'energia prodotta, nello stesso periodo, da tutte le Aree di Controllo della stessa rete UCTE:

$$K_{RS} = K_{RSUCTE} \cdot \frac{E_{IT}}{E_{UCTE}}$$

**Insensibilità del regolatore**

Intervallo di frequenza entro il quale, a causa dei propri limiti di prestazione, il regolatore non agisce. La zona d'insensibilità è centrata attorno alla frequenza misurata e comprende l'errore del canale di misura e di attuazione del regolatore di velocità.

**Banda morta del regolatore di velocità**

Intervallo di frequenza impostato volontariamente e centrato attorno al valore nominale della frequenza di rete, entro il quale il regolatore non interviene.

**Integratore locale di frequenza (ILF)**

Integratore locale di frequenza è una funzione del regolatore di velocità che interviene automaticamente, quando l'errore di frequenza  $\Delta f$  è, in valore assoluto, maggiore di un valore prestabilito. Il suo compito è di eseguire una regolazione locale di tipo integrale in aggiunta alla regolazione primaria, contribuendo con gradienti di potenza prodotta sostenibili dall'impianto, al ristabilimento della frequenza nominale.

**Stimolazione per i gruppi idroelettrici**

Funzione che attua la disinserzione della teleregolazione e richiede una variazione delle potenza prodotta dal valore attuale al valore massimo, con il massimo gradiente compatibile con i vincoli idro-meccanici dell'impianto.

**Potenza massima erogabile**

La potenza massima erogabile è la massima potenza al netto dei servizi ausiliari di centrale che l'UP è in grado di produrre tenuto conto delle condizioni ambientali per le UP termoelettriche e della disponibilità di acqua per le UP idroelettriche. La potenza massima erogabile tiene conto di eventuali limitazioni. In condizioni standard ISO la potenza massima erogabile coincide con la potenza efficiente per le UP termoelettriche. Per le UP idroelettriche la potenza massima erogabile è pari alla potenza calcolata nella condizioni di salto massimo come somma del numero di gruppi associati dal Titolare alla stessa UP.

**Potenza massima**

Potenza massima dell'UP coincidente con il valore massimo dichiarato su RUP statico o in tempo reale con il valore dichiarato su RUP dinamico (SCWEB) [4].

**Potenza minima**

La potenza minima dell'UP coincide con il valore minimo dichiarato su RUP statico o in tempo reale con il valore dichiarato su RUP dinamico (SCWEB) [4].

### 3. GENERALITÀ

In un sistema elettrico, ogni squilibrio tra generazione e fabbisogno in potenza causa un transitorio in cui, nei primi istanti, si verifica una variazione dell'energia cinetica immagazzinata nei motori e negli alternatori connessi e in esercizio. L'effetto evidente è una variazione di frequenza rispetto al valore nominale.

Nei secondi successivi alla variazione di frequenza, i regolatori di velocità delle unità di produzione agiscono automaticamente, ed in maniera autonoma l'uno dall'altro, sulla potenza generata dai rispettivi motori primi ad essi asserviti con una azione che modifica la potenza elettrica in modo da ristabilire l'equilibrio tra la potenza generata ed il fabbisogno. L'azione dei regolatori permette di contenere la variazione di frequenza, ma non ne ripristina il valore nominale.

Ciò premesso, si definisce Regolazione Primaria della velocità l'insieme di operazioni avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno.

Nel caso di un transitorio in sotto-frequenza, la potenza complessiva immessa in rete dalle unità di produzione in esercizio sarà aumentata. Affinché ciò sia possibile è necessario che tali unità dispongano di un margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza massima. Questa potenza è denominata *riserva di regolazione primaria* o *banda* di regolazione primaria. La somma delle riserve di regolazione primarie di tutte le unità di produzione in esercizio costituisce la riserva primaria del Sistema Elettrico Nazionale.

Analoghe considerazioni possono essere svolte in caso di un transitorio di sovra-frequenza. Tuttavia, in questo caso, la riserva di regolazione primaria è data dal margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza corrispondente a quella di minimo tecnico dichiarata per ogni impianto.


Al ristabilimento dell'equilibrio delle potenze generate ed assorbite, il sistema elettrico si trova ad operare in una nuova condizione di regime, in cui la frequenza ha un valore diverso da quello nominale e gli scambi di potenza tra le varie *Aree di Controllo*, definite dall'UCTE, sono diversi dai valori programmati.

Per il cosiddetto *Principio di Solidarietà*, il contributo in potenza che ogni Area di Controllo deve fornire per la costituzione della riserva primaria di tutta la rete interconnessa è definito in base ad un *Coefficiente di Partecipazione* della singola Area, assegnato annualmente dall'UCTE e che ogni Gestore di sistema elettrico di trasmissione è chiamato a rispettare [2].

La regolazione primaria, e la corrispondente banda di riserva di potenza, fanno parte di un servizio che è obbligatorio per tutte le unità di produzione in servizio con potenza non inferiore a 10 MVA, con le modalità descritte dal Codice di Rete [1].

Per ristabilire sia il valore nominale delle frequenza, che i valori di potenza di scambio programmati, è stata istituita una ulteriore regolazione, denominata **Regolazione Secondaria o Regolazione Frequenza-Potenza**, che deve intervenire con tempi più lenti, dell'ordine delle diverse decine di secondi.

Anche questa regolazione agisce su un margine di potenza dedicata, denominata *riserva o banda secondaria*, resa disponibile dalle unità di produzione in servizio e la cui entità è

	<b>PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA</b>	Codifica RSPT085012DSC-PCM <b>Allegato A15</b>	
		Rev. 01 del 20/07/2008	Pagina: <b>8 di 26</b>

stabilita da TERNA sempre in ottemperanza alle raccomandazioni definite dall'UCTE [\[2\]](#).

Nel caso di utilizzo permanente della banda di regolazione secondaria, TERNA può ripristinare una quota del margine di potenza destinato a questa regolazione utilizzando un'ulteriore potenza disponibile definita **Riserva di Regolazione Terziaria**.

## 4. CARATTERISTICHE DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA

### 4.1. OBBLIGHI DI FORNITURA

Il servizio di regolazione primaria è **obbligatorio per tutte le UP con potenza efficiente non inferiore a 10 MW** ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili<sup>2</sup>.

Le UP di tipo cogenerativo, oppure quelle asservite a, o dipendenti da, cicli produttivi complementari a quello elettrico, hanno ugualmente l'obbligo di fornire il servizio di regolazione primaria della frequenza.

La regolazione del regolatore di velocità deve essere sempre automatica, in particolare:

- nelle UP termoelettriche il tipo di regolazione impostata nei regolatori di velocità deve essere di tipo coordinata con frequency-bias.
- le UP idroelettriche non devono essere limitate né in gradiente, né in banda, ma devono essere vincolate solo dalle caratteristiche idrauliche degli organi di regolazione e dalla disponibilità di energetica. Le deviazioni da quanto riportato al Cap. 5 devono essere documentate come richiesto al Cap. 11. La prestazione in regolazione primaria deve essere rapportata alla potenza risultante dal numero delle unità in servizio, se l'impianto di produzione (UP per il Codice di Rete), è costituito da più unità singole.
- Il gradiente della regolazione di velocità deve essere in ogni caso superiore a quello della regolazione secondaria.

Il Produttore è tenuto ad informare TERNA dell'esclusione o meno della regolazione automatica e sui tempi di rientro.

### 4.2. REQUISITI FUNZIONALI

Ogni UP che partecipa alla regolazione primaria della frequenza deve essere dotata di un regolatore di velocità che sia in grado di garantire un funzionamento stabile del gruppo sia nell'esercizio in parallelo con la Rete che in condizioni di rete isolata.

I regolatori devono garantire le seguenti prestazioni funzionali minime:

- precisione della misura di velocità migliore dello 0,02% in qualsiasi condizione di funzionamento

<sup>2</sup> Sono definiti impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili quelle centrali composte da unità di produzione che utilizzano come fonti primarie: l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.



- insensibilità del regolatore di velocità, esclusa la parte di misura, non superiore a  $\pm 10$  mHz
- capacità di far funzionare l'UP in modo stabile a tempo indefinito, con qualunque grado di statismo impostabile tra 2 e 8%, per qualunque punto di lavoro corrispondente alle frequenze comprese fra 47,5 Hz e 51,5 Hz, e con qualunque carico compreso fra il minimo tecnico e la potenza massima generabile dal gruppo.

### 4.3. RISERVA PRIMARIA

Le UP nel Continente e quelle in Sicilia, nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente, che partecipano alla regolazione primaria della frequenza devono garantire una riserva di potenza attiva non inferiore a 1,5% della potenza efficiente dichiarata nel RUP, quando la potenza erogata è pari alla potenza massima erogabile o è pari alla potenza minima erogabile.

Dunque, l'UP può essere esercita (vedere [Figura 1](#)) nel campo di funzionamento ammissibile che può variare tra la  $P_{MAX}$  e la  $P_{MIN}$  definite di seguito:

- $P_{MIN} = P_{MT} + 1,5\% P_{eff}$
- $P_{MAX} = P_{max\ erogabile} - 1,5\% P_{eff}$

dove  $P_{MT}$  è la potenza di minimo tecnico.

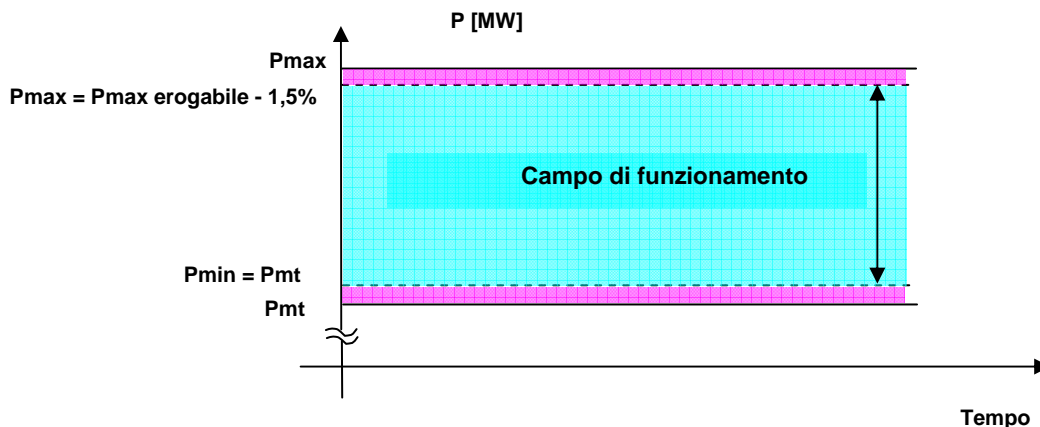


Figura 1 – Campo di funzionamento ammissibile per le UP del Continente e della Sicilia nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente

Nei sistemi elettrici della Sardegna, sempre, e della Sicilia, per quest'ultima solo nei periodi in cui è programmata l'apertura dell'interconnessione con il Continente, (vedere [Figura 2](#)), ciascuna UP deve mettere a disposizione una riserva primaria non inferiore al 10% della propria  $P_{eff}$  e pertanto potrà essere esercito ad una potenza massima non superiore al 90% della  $P_{eff}$ .

Dunque l'UP può essere esercita nel campo di funzionamento ammissibile che può variare tra la  $P_{MAX}$  e la  $P_{MIN}$  definite di seguito:

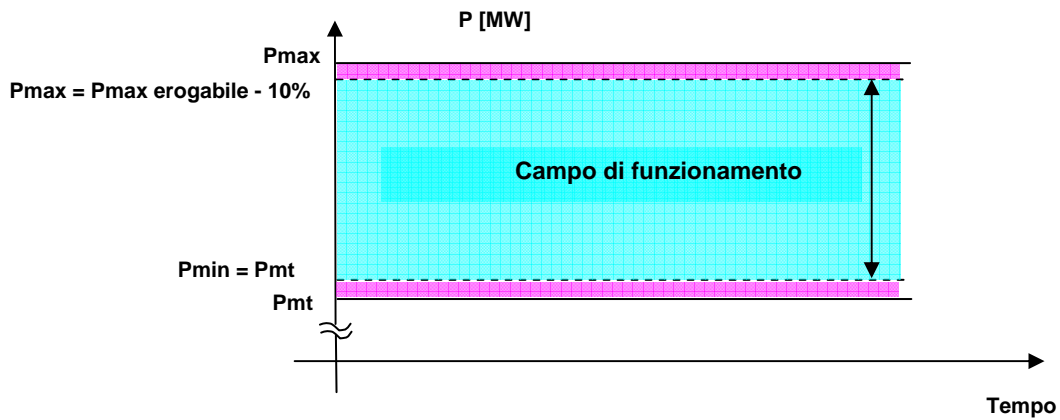


Figura 2 – Campo di funzionamento ammissibile per le UP della Sardegna, sempre, e della Sicilia in isola programmata di rete

Per i moduli a ciclo combinato, se la turbina a vapore non partecipa alla regolazione primaria, la minima riserva primaria obbligatoria dovrà essere elaborata dalla sola sezione turbogas (per esempio quando la turbina a vapore è esercita in modalità *sliding pressure* oppure in recupero di energia) e calcolata con riferimento alla potenza efficiente dell'assetto dell'UP.<sup>3</sup>

#### 4.4. MODALITÀ DI FORNITURA DEL SERVIZIO IN CONDIZIONI NORMALI DI ESERCIZIO

All'interno delle condizioni normali di esercizio e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili, come definite nel par. 5.3, ogni UP deve erogare una quota  $\Delta P_e$  della banda di riserva primaria disponibile tenendo conto dell'entità della variazione di frequenza  $\Delta f$  e del grado di statismo permanente  $\sigma_p$  impostato nel regolatore in funzione della relazione:

$$\Delta P_e = -\frac{\Delta f}{50} \cdot \frac{P_{eff}}{\sigma_p} \cdot 100$$

**Non è consentita nessuna limitazione di ampiezza e di gradiente alla fornitura della riserva primaria;** le modalità di erogazione del contributo di regolazione primaria devono rispettare le seguenti prescrizioni:

<sup>3</sup> Per esempio con un valore di riserva minima dell'1,5% e con una turbina a vapore di potenza pari a 1/3 della potenza complessiva del modulo, tale margine dovrà essere pari al 2,25% della potenza efficiente dell'unità turbogas. Ne consegue che il gruppo turbogas potrà essere esercito ad una potenza non superiore al 97,75% della sua potenza efficiente. Nel caso di due turbine associate ad un'unica TV, è possibile scegliere di fornire la riserva primaria complessiva solo con un gruppo turbogas e far lavorare l'altro al carico massimo, oppure ripartire la riserva totale tra le due macchine.

- Entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno metà della  $\Delta P_e$  richiesta.
- Entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la  $\Delta P_e$  richiesta.

Trascorsi 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza, e se lo scarto di frequenza persiste, tutte le UP regolanti devono continuare ad aumentare, o diminuire, la potenza erogata in funzione dell'errore di frequenza.

Per le UP a ciclo combinato, in condizioni normali di esercizio e solo per potenza generata pari alla potenza massima o alla minima, il gradiente di erogazione della stessa banda deve essere non inferiore al 3% al minuto della  $P_{eff}$  dell'UP dichiarata nel RUP. Nell'intervallo compreso tra la potenza minima e la potenza massima, invece, non è consentita alcuna limitazione volontaria di ampiezza e di gradiente alla fornitura della riserva primaria.

Una volta attuata la variazione di potenza  $\Delta P_e$  richiesta dalla regolazione primaria, l'UP deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza risultante per almeno 15 minuti consecutivi<sup>4</sup>.

#### 4.5. MODALITÀ DI FORNITURA DEL SERVIZIO IN CONDIZIONI DI EMERGENZA

In condizioni di emergenza e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili, come definite nel par. 5.3, la quota  $\Delta P_e$  della banda di riserva primaria disponibile è stabilita dalla stessa relazione valida per le condizioni normali di esercizio. Pertanto, ogni UP **deve erogare, se richiesto dall'entità della variazione, tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento di uno dei limiti operativi di massima, o minima potenza**, dichiarati nel RUP per quell'impianto.

La citata variazione di potenza **deve essere erogata con il massimo gradiente tollerabile per il funzionamento continuativo dell'impianto**, certificato dal Titolare con prove di tipo, **ovvero il massimo gradiente che non compromette il funzionamento continuativo del ciclo del combustibile, termico e elettromeccanico dell'impianto**. Tale gradiente deve essere significativamente superiore al 3% al minuto della  $P_{eff}$  dell'unità di produzione (vedere [Figura 3](#)) Per i gruppi di produzione di tipo turbogas delle UP a ciclo combinato il gradiente minimo della regolazione di velocità deve essere non inferiore a 30 MW/m.

**Con riferimento alle unità a vapore convenzionali**, gli obiettivi da perseguire durante i transitori di regolazione in condizioni di emergenza sono:

- Eseguire una partecipazione soddisfacente alla regolazione primaria.
- Evitare l'insorgere di blocchi/scatti del sistema caldaia/turbina e, quindi, garantire il funzionamento continuativo dell'impianto.
- Non compromettere la riuscita di una eventuale manovra di *Load rejection*.

<sup>4</sup> Ciò se non intervengono ulteriori variazioni di frequenza.

TERNA ha condotto una verifica tecnica sulla possibilità di accettare una deroga alle presenti prescrizioni con l'obiettivo di permettere una limitazione alla partecipazione alla regolazione primaria di frequenza per le unità a vapore. Queste verifiche hanno evidenziato che alcune deroghe sono ammissibili solo per alcune unità di produzione convenzionali, e ripotenziati, equipaggiate con regolatori di velocità elettro-idraulici o oleo-dinamici.

Specificatamente, sono tollerate delle modifiche della sola regolazione primaria nei casi di una diminuzione maggiore di 0,125 Hz della frequenza, laddove sia stato dimostrato che questo è indispensabile per conseguire i precedenti obiettivi di continuità di funzionamento.

La deroga indica che in tali condizioni di variazione della frequenza è ammessa una conseguente variazione dell'erogazione di potenza, dovuta alla regolazione primaria, con un gradino non inferiore al 5% della potenza efficiente dichiarata nel RUP. L'entità di tale limitazione è stata valutata come il miglior compromesso tra la necessità di non compromettere la risposta dinamica del sistema caldaia-turbina, in seguito a transitori prolungati nel tempo, e la necessità di un pronto contributo di tutte le unità di produzione per l'arresto della diminuzione della frequenza. Il citato contributo del 5% deve essere coerente con la banda di riserva disponibile.

Se la variazione di frequenza dovesse essere superiore a 0,125 Hz, e permanere a tali valori anche dopo i primi istanti successivi all'inizio del transitorio, è richiesto che le UP, oggetto della deroga descritta, successivamente alla variazione a gradino, aumentino la loro potenza con un gradiente compatibile con il funzionamento continuativo dell'impianto che, generalmente, è quello attribuito alla regolazione secondaria locale della frequenza. Ciò fino al raggiungimento della loro potenza efficiente, se richiesto dal grado di statismo impostato per la compensazione della variazione di frequenza.

Infine, si precisa che per mantenere l'efficacia della regolazione primaria, la citata limitazione del 5% deve essere ottenuta con una effettiva modifica delle logiche di regolazione e non con un aumento del grado di statismo.

Dunque per tutte le UP termoelettriche, comprese quelle a ciclo combinato, la partecipazione alla regolazione primaria di frequenza deve trovarsi non sotto alle linee tracciate in [Figura 3](#).

Per le unità a vapore convenzionali si applica sempre la Figura 3, tenendo sempre presente che il contributo fornito dagli stadi di alta pressione della turbina a vapore viene erogato istantaneamente senza ulteriori limitazioni se non quelle eventualmente oggetto di deroga.

Una volta attuata la variazione di potenza  $\Delta P_e$  richiesta dalla regolazione primaria, l'UP deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza risultante per almeno 15 minuti consecutivi<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Ciò se non intervengono ulteriori variazioni di frequenza.

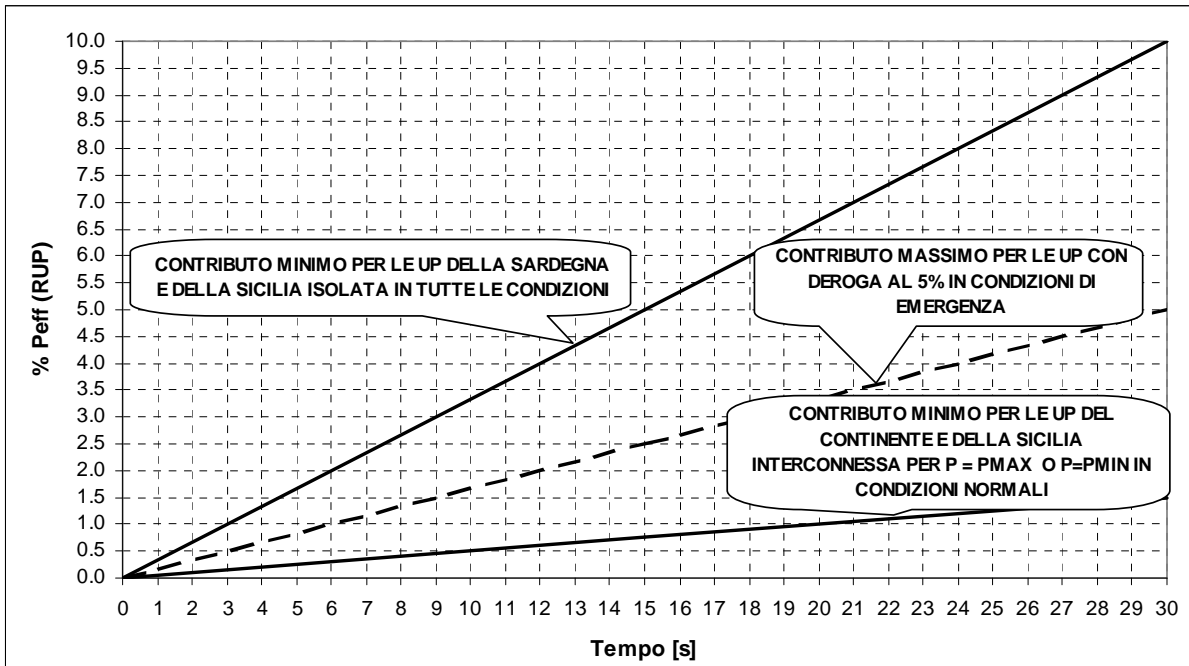


Figura 3 - Partecipazione alla regolazione primaria di frequenza per le UP termoelettriche in % di Peff, riferiti ad un valore di statismo pari al 5%

#### 4.6. GRADO DI STATISMO

TERNA prescrive che i regolatori di velocità siano tarati come segue:

- Per tutte le unità idroelettriche:
  - deve essere impostato un grado di statismo pari al 4%;
  - la banda morta intenzionale non deve essere superiore a  $\pm 10$  mHz.
- Per tutte le unità termoelettriche:
  - deve essere impostato un grado di statismo pari al 5%. A ciò deve attenersi anche ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore;
  - la banda morta intenzionale non deve essere superiore a  $\pm 10$  mHz per le unità a vapore a ciclo semplice e a  $\pm 20$  mHz, per le unità turbogas e per le unità a vapore dei cicli combinati.

L'insensibilità massima dei regolatori, cioè il limite tecnologico degli stessi, deve essere minore di  $\pm 10$  mHz per tutte le tipologie di impianti.

Per gli impianti di non recente costruzione, o adeguamento, i cui regolatori hanno una insensibilità maggiore di  $\pm 10$  mHz la banda morta volontaria deve essere impostata in misura tale che, se sommata all'insensibilità, non si superi il valore complessivo di  $\pm 30$

mHz.

Se in un ciclo combinato, la turbina a vapore non partecipa alla regolazione primaria<sup>6</sup> la turbina a gas o l'insieme delle turbine a gas appartenenti al modulo dovranno avere uno statismo pari a:

$$\sigma_{TG} = 5 \cdot \frac{\sum P_{eff, turbogas}}{P_{eff, modulo}}$$

In caso di variazione di frequenza superiore alla banda morta, il contributo non fornito in regolazione primaria deve essere recuperato, ad esempio come indicato in [Figura 4](#).

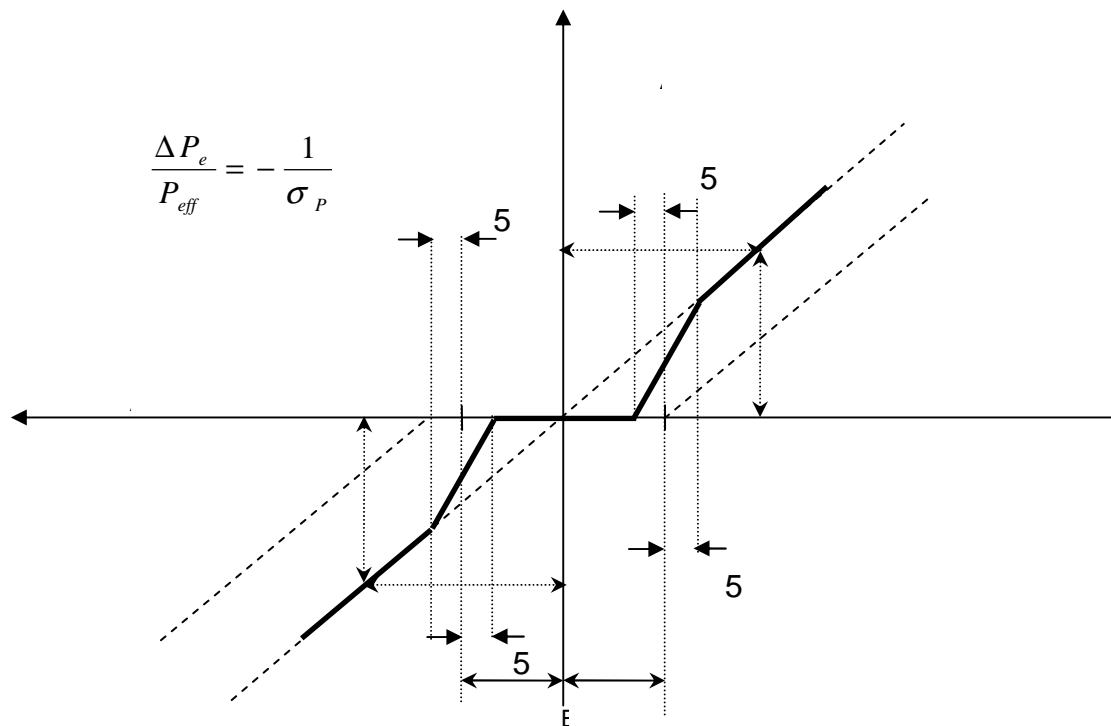



Figura 4 – Modalità corretta di regolazione per la compensazione della banda morta dei regolatori

## 5. REGOLAZIONI DEL MARGINE DI RISERVA

La potenza prodotta da una turbina a gas dipende in modo sensibile dalle condizioni ambientali e, in particolare, dalla temperatura ambientale e dal tasso di umidità dell'aria.

L'adesione al mercato dell'energia impone che il profilo di potenza offerto da ogni UP sia preventivamente stimato, partendo dalla previsione della temperatura, con l'utilizzo dei diagrammi di prestazione fornite del Costruttore dell'impianto. Utilizzando tali diagrammi

<sup>6</sup> Per esempio quando la turbina a vapore è esercita in modalità sliding pressure oppure in recupero di energia.

	<b>PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA</b>	Codifica RSPT085012DSC-PCM <b>Allegato A15</b>	
		Rev. 01 del 20/07/2008	Pagina: <b>15</b> di 26

ad ogni valore di temperatura atmosferica prevista corrisponde il valore massimo atteso di potenza erogabile, alla quale deve essere sottratta la riserva per garantire le corrette prestazioni della regolazione primaria di frequenza.

L'obbligo di fornitura della riserva primaria deve essere rispettato anche nei casi in cui le temperature ambientali reali siano tali da non consentire alla turbina a gas di erogare tutta la potenza massima dichiarata.

Al fine di rispettare l'obbligo della regolazione primaria (vedere par. 5.3) indipendentemente dalla temperatura ambientale, deve essere implementata una ulteriore funzione di regolazione del carico, denominata *Reserve Margin Control*, che permette all'unità turbogas di rendere sempre disponibile la banda di riserva per la regolazione primaria, anche a temperature ambiente diverse da quelle previste.

## 6. REGOLAZIONE SECONDARIA

La regolazione secondaria è effettuata dai regolatori di velocità delle unità di produzione che partecipano a tale servizio, mediante l'acquisizione e l'elaborazione di un segnale aggiuntivo, il *Livello di Regolazione*, inviato da un dispositivo automatico centralizzato, il *Regolatore di Rete*.

Il Regolatore di Rete, sensibile all'errore  $\Delta f$  di frequenza ed all'errore  $\Delta P_S$  della potenza programmata di scambio tra Aree di Controllo<sup>7</sup>, elabora ed invia il segnale di Livello a tutte le UP asservite. I regolatori che lo acquisiscono modificano la richiesta di carico, adeguando la potenza erogata dalle UP in modo coerente all'annullamento di  $\Delta f$  e  $\Delta P_S$ <sup>8</sup>.

### 6.1. REQUISITI FUNZIONALI

I regolatori di velocità delle UP che partecipano alla regolazione secondaria di frequenza/potenza, oltre alle caratteristiche richieste dalla regolazione primaria, devono:

- essere in grado di ricevere dal Regolatore centralizzato di Rete, comandi remoti di variazione del segnale di riferimento di potenza, sotto forma di un livello percentuale, variabile tra 0 e 100%, riferito alla riserva di regolazione secondaria disponibile.
- nel caso di impianti formati da più UP, essere dotati di un dispositivo in grado di ripartire la potenza attiva fra le UP in regolazione.


### 6.2. RISERVA SECONDARIA

Gli impianti di produzione abilitati alla fornitura del servizio di regolazione secondaria

<sup>7</sup> Tipicamente tra il sistema elettrico dell'Italia continentale e il sistema elettrico Estero.

<sup>8</sup> Per maggiori dettagli sul Regolatore di Rete vedere l'Appendice A.



	<b>PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA</b>	Codifica RSPT085012DSC-PCM <b>Allegato A15</b>	
		Rev. 01 del 20/07/2008	Pagina: <b>16 di 26</b>

della frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva secondaria di potenza non inferiore a:

- il maggiore tra  $\pm 10$  MW e il  $\pm 6\%$  della potenza massima per le UP termoelettriche. Nel caso di UP a ciclo combinato il valore della riserva va riferito alla potenza complessiva di tutto l'assetto dell'UP.
- il  $\pm 15\%$  della potenza massima per le UP idroelettriche.

Le UP che partecipano alla regolazione secondaria di frequenza/potenza devono rendere disponibile **una riserva di regolazione totale data dalla somma della riserva primaria e secondaria.**

Per l'erogazione della riserva secondaria, il gradiente di variazione di potenza deve essere non inferiore alla velocità di variazione del segnale di Livello di teleregolazione. Tale velocità di variazione è comunicata da TERNA ed è funzione della costante di tempo integrale  $T$  impostata nel Regolatore di Rete<sup>9</sup>.

Per garantire la trasparenza della prestazione delle UP e la qualità della regolazione secondaria del sistema elettrico italiano per la quale TERNA è obbligata a rispettare le regole stabilite dall'UCTE [1], TERNA sottopone tutte le UP già abilitate al servizio o che chiedano di essere abilitate ad una prova descritta in Appendice B. La prova serve per verificare il rispetto del requisito imposto da TERNA, cioè variazione massima 0-100% della banda di regolazione in 200 s per le UP. Per le UP della Sardegna e della Sicilia, quest'ultima quando il collegamento con il Continente è aperto, il segnale inviato da TERNA sarà caratterizzato da una costante di tempo pari a 100 s per una variazione 0-100% del livello.

L'esito della prova consente di determinare il valore di banda massima che il Titolare dell'UP può offrire sul mercato. I valori di semibanda impostati dal Titolare nell'UP devono essere dichiarati nel RUP con riferimento all'assetto dell'impianto. Questi valori di semibanda sono i valori massimi di gradiente e di semibanda che l'UP può utilizzare in sede di Mercato MSD, sia nella fase di programmazione che in tempo reale.

La riserva secondaria richiesta deve poter essere erogata con continuità per un tempo massimo non inferiore a 2 ore.

### **6.3. REGOLAZIONE INTEGRALE LOCALE DI FREQUENZA**


La funzione *Integrale Locale di Frequenza* (ILF) concorre al ripristino della frequenza nominale adeguando la potenza prodotta dall'UP fino, se necessario, al valore di potenza massima o minima dichiarata nel RUP nei casi in cui la rete elettrica di connessione sia isolata a seguito di una separazione di rete, e, pertanto, non sia possibile la regolazione secondaria centralizzata.

TERNA richiede di attivare la regolazione ILF per tutte le UP, in accordo al seguente schema di funzionamento:

- attivazione per un errore di frequenza maggiore di  $\pm 0,3$  Hz.

<sup>9</sup> Per maggiori dettagli si consulti l'Appendice A.



	<b>PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA</b>	Codifica RSPT085012DSC-PCM <b>Allegato A15</b>	
		Rev. 01 del 20/07/2008	Pagina: <b>17 di 26</b>

- inibizione per un errore di frequenza minore di  $\pm 0,1$  Hz <sup>10</sup>.
- gradiente di variazione di carico non inferiore a quello dichiarato in RUP statico

La Regolazione con ILF esegue un by-pass della regolazione secondaria, si affianca alla regolazione primaria, che contemporaneamente deve continuare a lavorare in automatico senza essere bloccata.

Le caratteristiche dell'ILF sono, in genere, analoghe a quelle della regolazione secondaria frequenza/potenza e la sua attivazione è un indice utilizzato dagli operatori delle sale manovra delle UP per il riconoscimento del funzionamento in isola di carico. Gli stessi operatori devono quindi gestire l'impianto conseguentemente.

Il gradiente massimo di erogazione della potenza, calcolato sommando il gradiente dell'ILF e quello del regolatore di velocità, deve essere quello massimo sostenibile dall'impianto e fissato in modo tale da evitare eventuali scatti o funzionamento instabile dell'UP. Solamente nel caso di funzionamento instabile dell'UP è possibile bloccare il regolatore di velocità, congelando il valore della partecipazione del regolatore di velocità all'ultimo valore raggiunto, in tal caso il gradiente massimo coincide con quello della sola funzione ILF.

UP di potenza efficiente minore di 10 MW ed le UP idroelettriche esistenti non classificate come impianti di prima riaccensione o comunque di vecchia generazione possono essere esentate dalla funzione ILF, se le condizioni di rete non ne richiedano la presenza.

L'azione dell'ILF si disinserisce, senza resettare l'integratore, quando la variazione di frequenza rientra nei limiti di  $\pm 0,1$  Hz. Successivamente alla prima inserzione è sufficiente superare il limite di variazione di  $\pm 0,1$  affinché si attivi nuovamente l'ILF. L'esclusione definitiva è affidata all'operatore della sala manovra (o centro di conduzione) con un comando manuale quando, su indicazioni di TERNA, è ripristinato uno stato di funzionamento normale per il sistema elettrico. TERNA accetta anche un ripristino automatico dopo 5 minuti che la frequenza è rientrata nel range  $\pm 0,03$ Hz.

Le vecchie UP idroelettriche devono continuare ad utilizzare le funzioni AURET e ORR qualora ne siano dotate.

La funzione ILF deve essere abilitata di default e deve essere installata in tutti i regolatori di velocità dei gruppi termoelettrici e idroelettrici, tranne che nelle eccezioni di cui prima. La funzione ILF deve essere implementata nel sistema di controllo dell'UP (DCS) se non è realizzabile nel regolatore di velocità.

## 7. REGOLATORI AURET E REGOLATORI PER LA RIPARTENZA AUTONOMA

Il Regolatore della classe AURET (*Apparecchiatura Ausiliaria per Regolatori Elettrici di Turbine idrauliche*) è un automatismo ausiliario, adottato in alcune grandi centrali idroelettriche, che agisce in parallelo alle regolazioni principali di tensione e velocità.

<sup>10</sup> L'errore residuo di  $\pm 100$  mHz è necessario per evitare che i regolatori integrali delle unità connesse alla rete si influenzino reciprocamente.

In genere, per la regolazione della velocità è tarato con uno statismo statico dello 0,5% ed esegue una regolazione secondaria di tipo integrale (ILF) riportando la frequenza entro un intervallo di 0,075 Hz intorno al valore nominale, con una costante di tempo di circa 100 s. Questo intervallo rappresenta anche una banda morta per il regolatore che quindi non esegue ulteriori azioni di controllo se la frequenza rimane entro questi limiti.

L'azione dell'AURET interviene automaticamente quando la frequenza supera una variazione di 0,5 Hz dal valore nominale. Si disinserisce quando la variazione di frequenza rientra nei limiti di 0,075 Hz. Successivamente alla prima inserzione è sufficiente superare il limite di variazione di 0,075 affinché si attivi nuovamente. L'esclusione definitiva è affidata all'operatore della sala manovra (o centro di conduzione) con un comando manuale quando, su indicazioni di TERNA, è ripristinato uno stato di funzionamento normale per il sistema elettrico.

## **8. FUNZIONE DI STIMOLAZIONE DELLA PRODUZIONE**

Su richiesta di TERNA, i regolatori di velocità delle UP idroelettriche con potenza attiva nominale non inferiore a 10 MW devono poter ricevere un segnale di stimolazione direttamente dalle sale controllo di TERNA, o dai relativi punti di conduzione.

La velocità di variazione della potenza conseguente alla ricezione del segnale di stimolazione, che deve essere almeno pari al 1% della  $P_{eff}/sec$  per ogni UP. La prestazione ottenuta dal Titolare sarà definita durante la prova con TERNA, da ripetere ogni 3 anni o in seguito a segnalazione di anomalie.

La funzione di stimolazione è obbligatoria per gli impianti idroelettrici nuovi o per quelli già esistenti, che subiscono significativi e sostanziali interventi di ammodernamento e rifacimento.

## **9. REGOLAZIONE TERZIARIA**


La regolazione terziaria, a differenza delle precedenti, viene eseguita su richiesta di TERNA, che impartisce disposizioni di esercizio come l'entrata in servizio di UP di riserva o la variazione della potenza prodotta da UP già in servizio.

Per le caratteristiche delle risorse di regolazione terziaria si rimanda al Cap. IV par. 4.4.4 del Codice di Rete [\[1\]](#).

## **10. NON CONFORMITÀ DEI REGOLATORI DI VELOCITÀ**

La partecipazione alla regolazione primaria è un servizio obbligatorio come disciplinato dal Codice di Rete. Nel caso in cui l'UP non sia in grado di soddisfare le prestazioni richieste dal presente documento, il Titolare deve segnalarlo tempestivamente a TERNA, fornendo la documentazione tecnica nella quale siano riportate le motivazioni della non conformità.

TERNA si riserva, dopo le verifiche opportune, di concordare con il Titolare le eventuali azioni per la rimozione delle limitazioni e solo in casi estremi, supportati solo da

	<b>PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA</b>	Codifica RSPT085012DSC-PCM <b>Allegato A15</b>	
		Rev. 01 del 20/07/2008	Pagina: <b>19</b> di 26

motivazioni tecniche incontrovertibili, TERNA può proporre una deroga temporanea per ognuna delle non conformità riscontrate.

## **11. ULTERIORI REGOLAZIONI DI POTENZA E FREQUENZA**

Le regolazioni primaria, secondaria, centralizzata o locale, e del margine di riserva sono le uniche ammesse nel normale esercizio continuativo delle unità di produzione. Ogni ulteriore regolazione di potenza e velocità deve essere concordata con TERNA, descrivendo la motivazione e le caratteristiche, e sarà trattata da TERNA come una richiesta di deroga.

In ogni caso, ulteriori regolazioni non devono ridurre le prestazioni e gli effetti di quelle citate esistenti. Specificatamente, non sono permesse regolazioni aggiuntive che compensano il contributo della regolazione primaria, in quanto riducono la sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico.


## **12. ISPEZIONI**

In considerazione dell'importanza che i sistemi di regolazione ed i relativi parametri hanno per il funzionamento del sistema elettrico nazionale, TERNA si riserva la possibilità di effettuare in ogni momento delle verifiche sulla loro funzionalità sia con il proprio personale, sia avvalendosi di consulenti esterni.

## **13. AUTO-CERTIFICAZIONE DELLE PRESTAZIONI DEI SISTEMI DI REGOLAZIONE**

Il Codice di Rete obbliga TERNA ad eseguire delle prove sulle UP, a comunicare all'AEEG sia il piano di attuazione delle stesse che gli esiti, mentre i Titolari sono obbligati a non opporsi alla loro esecuzione. In particolare, è richiesto:

- La verifica, sulla base dei dati e delle informazioni in possesso a TERNA, come auto-certificate dagli Utenti ai sensi del D.P.R. n. 445/2000, del rispetto delle disposizioni del Codice di Rete ed individuazione delle violazioni poste in essere dagli Utenti (1B.12.2.1) e (11.4.1).
- L'accertamento della veridicità delle dichiarazioni rilasciate dagli Utenti anche attraverso verifiche sugli impianti. Le verifiche sono effettuate in conformità ad un Programma predisposto con cadenza annuale e comunicato all'AEEG (11.4.1.1).
- La verifica dei parametri tecnici del RUP (4.3.2.7.a):
  - attraverso il confronto con i dati precedentemente acquisiti ed in proprio possesso;
  - in occasione di eventi di rete;
  - mediante ispezioni e prove richieste caso per caso.
- La verifica dei dati tecnici dichiarati dai Titolari degli impianti per la conformità alla regolazione della tensione primaria di centrale (4.4.7.2).

	<b>PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA</b>	Codifica RSPT085012DSC-PCM <b>Allegato A15</b>	
		Rev. 01 del 20/07/2008	Pagina: <b>20</b> di 26

Per descrivere gli obiettivi e le modalità di esecuzione di alcune verifiche, TERNA ha redatto il documento [3], allegato al Codice di Rete. Tale documento rappresenta un *Protocollo* che descrive le prove da eseguire per le unità di produzione al fine di valutare le prestazioni della:

- Regolazione primaria e secondaria della frequenza in condizioni normali.
- Contribuzione ai transitori di frequenza in condizioni di emergenza (sottofrequenza).
- Regolazione primaria della tensione.

Inoltre, il documento [3] definisce per ogni singola prova: l'assetto dell'UP da verificare, le modalità di esecuzione e le grandezze da registrare.

E' noto che le ispezioni complete degli impianti di produzione sono impegnative in termini di risorse e di tempo necessari per la loro organizzazione. Inoltre, la disponibilità degli impianti di produzione ad uscire dall'esercizio normale implica che esiste un limite massimo al numero delle prove eseguibili contemporaneamente senza che la loro esecuzione influenzi l'andamento dell'esercizio del sistema elettrico. Pertanto, **TERNA richiede ai Titolari di effettuare direttamente ed in regime di autocertificazione alcune delle verifiche richieste dal Codice di Rete.**


Specificatamente, TERNA considera essenziali per l'esercizio in sicurezza le centrali con almeno una UP di potenza non inferiore a 100 MVA. Quindi richiede che queste siano le unità che dovranno essere sottoposte alle citate prove, secondo un piano e con caratteristiche concordate con TERNA, sulla base delle prescrizioni e con gli stessi obiettivi descritti nel documento [3].

Tutte le prove prescritte in [3] sono obbligatorie alla momento della prima messa in esercizio di ogni UP, fino a potenze non inferiori a 10 MVA. I risultati delle prove devono essere comunicati ufficialmente a TERNA.

Per garantire nel tempo la sicurezza di esercizio è prescritto che si effettui una verifica periodica delle prestazioni della sola regolazione della frequenza in condizioni di funzionamento normali e in emergenza simulata. Con riferimento al documento [3], e sempre e solo per tutte le UP di potenza non inferiore a 100 MVA, sono state selezionate le seguenti prove:

- Grado dello statismo permanente.
- Insensibilità massima del regolatore di velocità.
- Comportamento dinamico della regolazione primaria di velocità anche in sotto/sovrafrequenza.
- Massimo gradiente di variazione di potenza attiva e massima potenza erogabile.

Pertanto, si specifica che rispetto alla lista di prove, al fine di ridurre la durata del periodo di fermata e anche per contenere l'onere delle stesse, l'auto-certificazione periodica successiva alla prima entrata in esercizio non riguarderà le prestazioni del regolatore di tensione.

	<b>PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA</b>	Codifica RSPT085012DSC-PCM <b>Allegato A15</b>	
		Rev. 01 del 20/07/2008	Pagina: <b>21 di 26</b>

Le prove devono essere effettuate **ogni 3 anni**, e comunque devono essere effettuate in occasione delle fermate programmate per la manutenzione generale, o parziale, delle unità di produzione, oppure in seguito alla sostituzione del regolatore di velocità, o di parti costituenti la catena di regolazione.

Anche le prove sulla regolazione della tensione contenute nel documento [3] devono essere ripetute, totalmente o in parte, in occasione di sostituzione di parti costituenti la catena di regolazione, come per esempio l'eccitatrice, l'alternatore.

L'esito delle prove sarà consegnato a TERNA e, se opportuno, le caratteristiche delle grandezze registrate dovranno portare ad un aggiornamento delle informazioni dichiarate nel RUP.

La documentazione con gli esiti deve riportare come minimo le seguenti informazioni:

- Intestazione generale dell'impianto: Nome, gruppo, dati di targa.
- Data di esecuzione.
- Tipo di regolatore.
- Strumentazione utilizzata.
- Schema della prova se diverso da quelli contenuti nel documento [3]
- Assetto di prova, tipo di prova, riferimento della prescrizione, valore misurato.
- Registrazioni analogiche.
- Eventuali Note.

Su richiesta TERNA può proporre un formato standard di documentazione da adottare per tutte le verifiche degli impianti nella disponibilità di un Titolare.

Tutte le prove, comprese quelle di load-rejection e di riaccensione, usufruiranno dell'esonero dagli oneri di sbilanciamento analogamente a quanto si effettua per le ispezioni, limitatamente al periodo di prova concordato. La procedura è quella della semplice comunicazione da parte del Titolare a TERNA dell'inizio e della durata presunta delle prove con un anticipo a programma di almeno 10 giorni lavorativi. Tuttavia, in considerazione del fatto che le prove possono richiedere un tempo maggiore di quello preventivato, o avere un esito incerto, ogni giorno il Titolare deve confermare il momento della fine delle prove o la sua eventuale posticipazione. TERNA potrà comunque variare il programma di prova per esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Inoltre, TERNA richiede nell'ambito dell'auto-certificazione una ulteriore Dichiarazione attestante per ogni singola UP:

1. La conformità delle regolazioni, delle protezioni e delle loro tarature in condizioni di emergenza o di ripristino del sistema elettrico (riferimento al Paragrafo 1B.5.4 del Codice di rete).
2. L'idoneità dei sistemi di regolazione a garantire il funzionamento stabile delle UP.
3. La funzionalità degli apparati di protezione di interfaccia con la rete.

Su questo argomento TERNA assume che tale dichiarazione sia già implicita nell'adesione al *Contratto di Dispacciamento* e già confermata con i dati riportati in RUP.

Pertanto, la Dichiarazione è opzionale, tranne che per il punto 3 precedente, per il quale TERNA richiede che tutti i sistemi di protezione siano sottoposti a controlli sistematici standardizzati, anche usufruendo dell'auto-diagnostica degli apparati, che prevedano una periodicità variabile da 1 a 3 anni in funzione del tipo di protezione e dell'importanza dell'impianto.

## 14. APPENDICE A: CRITERI OPERATIVI PER LA REGOLAZIONE SECONDARIA

La presente appendice descrive a titolo puramente informativo il principio di funzionamento del regolatore di rete.

A seguito dell'intervento della regolazione primaria permangono scostamenti della frequenza e della potenza di scambio tra Aree di Controllo, rispetto ai valori programmati. Ciò rende indispensabile ricorrere ad una regolazione successiva, secondaria, gestita da un *Regolatore di Rete centralizzato*, che agisce con una costante di tempo superiore a quella della regolazione primaria per non interferire con essa.

Tale Regolatore di rete elabora un *Segnale di Livello* di regolazione che agisce sui regolatori di velocità delle singole UP che si sono rese disponibili al servizio di regolazione secondaria.

Oltre al mantenimento della frequenza di programma, al Regolatore di rete è affidato il compito di mantenere, istante per istante, al valore concordato la potenza scambiata con le reti interconnesse (es. reti di altri Paesi).

Indicando con  $\Delta P_s$  la variazione della potenza di scambio tra Aree di Controllo e con  $\Delta f$  la variazione della frequenza del sistema elettrico, entrambi rispetto ai valori di programma,  $P_0$  e  $f_0$ , nell'istante considerato, si può calcolare la variabile denominata *Errore di Rete* ( $\varepsilon_r$ ) con la seguente formula:

$$\varepsilon_r = K_{rs} \cdot \Delta f + \Delta P_s$$

in cui  $\Delta P_s = P - P_0$ ,  $\Delta f = f - f_0$ ,  $K_{rs}$  è il coefficiente di partecipazione del sistema elettrico dell'Italia attribuito dall'UCTE.

Il Regolatore di Rete è di tipo proporzionale-integrale e calcola con continuità (ogni 2 secondi) un *Segnale di Livello L* adimensionale, che viene inviato a tutte le UP partecipanti alla regolazione secondaria. Il compito del Regolatore è di annullare l'errore di rete  $\varepsilon_r$  della sistema elettrico nazionale. Il livello L, espresso in per cento, viene calcolato con la formula seguente:

$$L = -\frac{100}{P_D} \cdot \left( \beta \cdot \varepsilon_r + \frac{1}{T} \cdot \int \varepsilon_r \cdot dt \right) + 50$$

dove  $\beta$ , T sono dei parametri impostati da TERNA e  $P_D$  è la banda totale di regolazione secondaria, somma delle singole bande messe a disposizione dalle UP in servizio.



## 15. APPENDICE B - VERIFICA PRESTAZIONE MASSIMA DELLE UP PER LA REGOLAZIONE FREQUENZA-POTENZA

La presente appendice riporta la procedura di prova per l'abilitazione di una UP al servizio di regolazione secondaria.

### 15.1. PROCEDURA DI PROVA

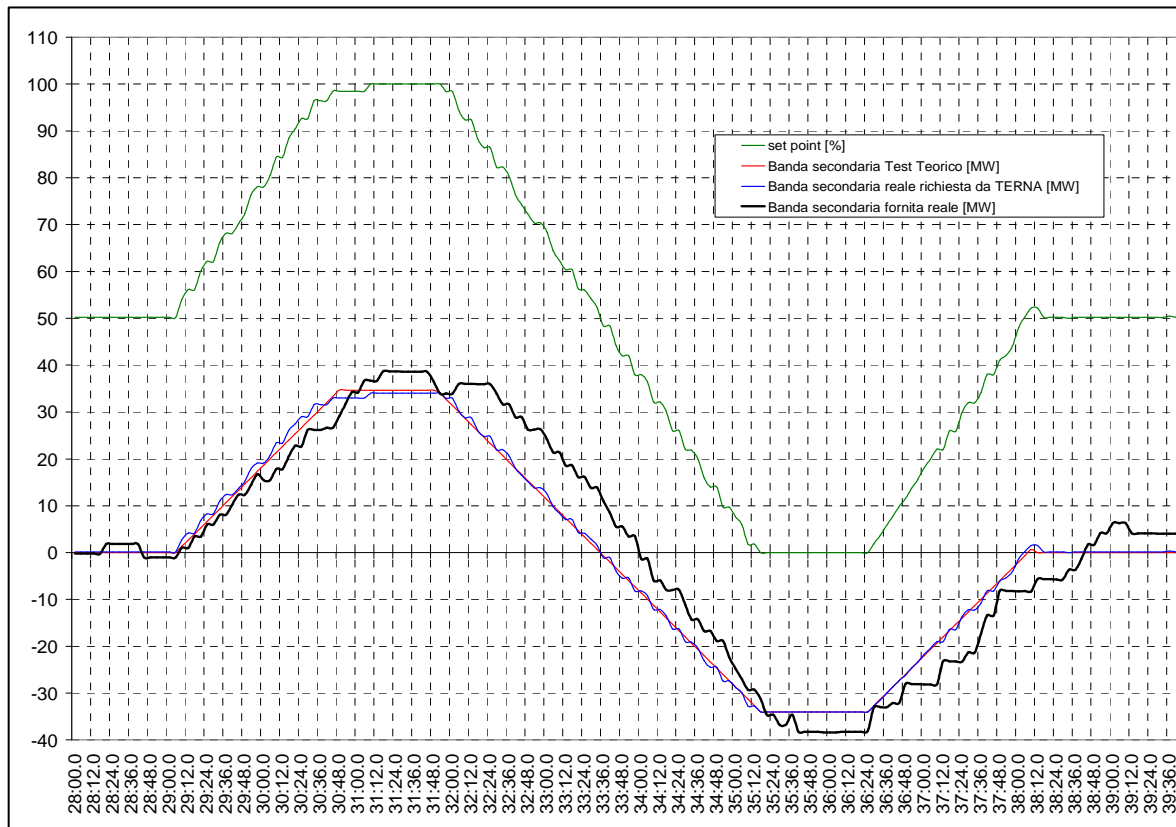
L'UP riceve dal SIA-C di TERNA il profilo del livello di teleregolazione descritto di seguito:

- si porta l'UP ad un valore di programma ( $P_0$ ) tale da consentire l'esecuzione del test, almeno  $P_{max} - SB$  per evitare di incorrere in limitazioni di potenza erogata durante la prova;
- l'UP esclude la regolazione primaria di frequenza per evitare sovrapposizioni di effetti con la secondaria, lascia in funzione tutte le altre regolazioni;
- viene variato il livello da 50% a 100% in 100 s, con variazione massima del 1% ogni 2 s (il livello viene aggiornato ogni 8 s per cui tra un valore e il successivo la differenza è pari a 4%)
- si aspetta che la potenza erogata dall'UP arrivi a  $P_0 + SB$
- viene variato il livello da 100% a 0% in 200 s, sempre con variazione massima del 1% ogni 2 s
- si aspetta che la potenza erogata dall'UP arrivi a  $P_0 - 2$  volte SB
- viene variato il livello da 0% a 50% in 100 s, sempre con variazione massima del 1% ogni 2 s.
- si aspetta che la potenza erogata dall'UP arrivi a  $P_0$
- l'UP riattiva la regolazione primaria di frequenza e si riporta al programma originale.

Dopo ogni rampa si attende qualche minuto (non più di 5 min dall'inizio di ogni rampa) per consentire all'UP di arrivare ad erogare il contributo della regolazione secondaria. La durata della prova è di circa 30 minuti.

Un esempio è riportato nella Figura 1.





**Figura 1**

Per le UP della Sardegna e della Sicilia, quest'ultima quando il collegamento con il Continente è aperto, il segnale inviato da TERNA sarà caratterizzato da una costante di tempo pari a 100 s per una variazione 0-100% del livello; in base a ciò durante la prova il livello inviato sarà caratterizzato da rampe più rapide rispetto a quanto previsto per l'Italia Continentale.

## 15.2. REQUISITI

Per tutta la durata della prova, che può durare circa 15 minuti, devono essere registrate le seguenti grandezze:

- livello di teleregolazione rinvio dall'RTU di centrale ogni 4 s (in mancanza di questo si usa il profilo inviato dal SIA-C di TERNA oppure la registrazione del livello fatta in centrale)
- valore di potenza di centro banda inviato dall'RTU di centrale ogni 4 s (in mancanza di questo valore si usa il valore iniziale ( $P_0$ ) oppure la registrazione del centro banda fatta in centrale),
- valore della potenza erogata dall'UP inviato dall'RTU di centrale ogni 4 s (in mancanza di questo valore si usa la potenza misurata dall'RTU del montante del trasformatore di macchina lato AT o della linea AT di TERNA più vicina).

- La misura del segnale di teleregolazione deve possedere una classe di precisione del 0,2% secondo quanto prescritto dal Codice di Rete, Tabella I rif. Cap. I par. 1B.4.8.
- Ulteriori regolazioni di potenza e/o di velocità, devono rimanere in servizio durante la prova.
- Questa prova non può essere sostituita da alcuna prova eseguita dal Produttore in regime di autocertificazione.
- TERNA può chiedere la ripetizione della prova, in occasione di modifiche sull'UP o sui sistemi di telecomunicazione ed ogni volta che le prestazioni della regolazione secondaria subiscono variazioni significative.

### **15.3. RISULTATI**

L'elaborazione dei dati registrati sarà condivisa mediante un file in formato Excel entro 2-3 ore dall'esecuzione della prova e non oltre una giornata lavorativa.

Se la prova ha avuto esito positivo l'UP può essere abilitata al servizio di regolazione secondaria per un valore di SB non superiore a quello ottenuto dal test.

Se la prova ha avuto esito negativo sarà necessario limitare la SB al valore per cui è garantita la prestazione in base al requisito stabilito da TERNA (par. 7.2).